

ЭНЕРГОНЕФТЬ ТОМСК


ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Э Н Е Р Г О Н Е Ф Т Ь Т О М С К

РОССИЯ, 636785, г. Стрежевой, Томская область, ул. Строителей, 95

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель генерального директора –
главный инженер ООО «Энергонефть Томск»


Д.В. Ломакин
« 07 » 12 2021г.

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ООО «Энергонефть Томск»


В.А. Мажурин
« 07 » 12 2021г.

**Программа по энергосбережению
ООО «Энергонефть Томск» 2022-2026 г.
по регулируемому виду деятельности: передача
электроэнергии по объектам Томской области.**

г. Стрежевой 2021г.

ООО «Энергонетфть Томск» является энергоснабжающей организацией, основные виды деятельности которой: оказание услуг по обслуживанию арендованного электротехнического и тепломеханического оборудования, теплоснабжение, водоснабжение и водоотведение. Потребителями электрической энергии является юридические лица, ведущие свою хозяйственную деятельность на нефтяных месторождениях АО «Томскнефть» ВНК, расположенных в Томской области и на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Собственником арендованного эксплуатируемого оборудования является АО «Томскнефть» ВНК.

На балансе ООО «Энергонетфть Томск» в настоящее время находятся трансформаторы напряжения (Таблица 1) и воздушные и кабельные линии электропередач (Таблица 2):

Таблица 1. Трансформаторы напряжения.

Единичная мощность, кВА	Высшее напряжение, кВ	Количество, шт.	Установленная мощность, кВА
		на 2020 г.	на 2020 г.
2	3	4	5
До 2500	3-20	1647	856170
	27,5-35	3	4800
От 2500 до 10000	3-20	8	2450
	35	106	584300
	110-154	2	12600
От 10000 до 80000 включительно	3-20		
	27,5-35		
	110-154	11	278000
	220		
Итого:	-	1777	1738320

Таблица 2. Протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи.

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км
		на 2020 г.
1	2	3
1	Воздушные линии	
1.9	110 кВ	353,2
1.10	35 кВ	606,3
1.13	10 кВ	20,5
1.14	6 кВ	2626,6
1.15	Итого от 6 кВ и выше	3606,6
1.18	500 Вольт и ниже	31,4
1.19	Итого ниже 6 кВ	31,4
1.20	Всего по воздушным линиям	3638
2	Кабельные линии	
2.7	6 кВ	4,1
2.8	Итого от 6 кВ и выше	4,1
3	Всего по воздушным и кабельным линиям	3642,1

Целевая программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «Энергонефть Томск» на 2022-2026г.г. разработана на основании требований Федерального закона от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении в отдельные законодательные акты Российской Федерации» в соответствии с требованиями приказа «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

Мероприятия направлены на снижение удельного технологического расхода электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям по итогам реализации программы (мероприятий) по сокращению потерь электрической энергии, сокращение удельного расхода электрической энергии на собственные нужды подстанций, оснащение зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности организации, приборами учета электрической энергии.

Мероприятия не попадающие под пункты 5.1 (электротехническая часть), 5.2 (теплотехническая часть) и 5.3 (генерация электроэнергии) классификатора мероприятий программы энергосбережения относятся к пункту 5.4 – «Прочее».

5.1.2 Замена недогруженных, перегруженных и установка дополнительных силовых трансформаторов на эксплуатируемых подстанциях 6-10 кВ.

Выполнение мероприятия позволит снизить технологические потери электрической энергии при передаче на 87,2 тыс.кВт*час и принесет экономическую выгоду 226,72 тыс.руб ежегодно. Финансирование мероприятий по замене недогруженных, перегруженных и установке дополнительных силовых трансформаторов в период с 2022 по 2026г.г. осуществляется за счет привлеченных средств в рамках трехсторонних договоров.

Методика расчета

Потери мощности в трансформаторе определяется по формуле:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot (S_{\text{нагр}} / S_{\text{ном}})^2$$

где

$S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА

$S_{\text{нагр}}$ - нагрузка трансформатора, кВА

$\Delta P_{\text{хх}}$ - потери холостого хода трансформатора, кВт

$\Delta P_{\text{кз}}$ - потери короткого замыкания трансформатора, кВт

Снижение потерь мощности в трансформаторе определяется по формуле:

$$\Delta P_{\text{пот}} = \Delta P_{\text{тр до}} - \Delta P_{\text{тр после}}$$

Экономия электроэнергии, кВт·ч

$$\Delta W_{\text{пот}} = \Delta P_{\text{пот}} \cdot T_{\text{пер}}$$

где $T_{\text{пер}}$ - период времени, час.

Расчет снижения потерь при замене перегруженных трансформаторов представлен в таблице 3 и расчет снижения потерь при замене недогруженных трансформаторов представлен в таблице 4.

Таблица 3. Расчет снижения потерь при замене перегруженных трансформаторов.

Загрузка трансформатора, %	Нагрузка КТПН $S_{нагр}$, кВА	Параметры существующего трансформатора				Параметры предлагаемого трансформатора				Снижение потерь мощности в тр-ре $\Delta P_{пот}$, кВт
		$S_{ном}$, кВА	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{тр}$, кВт	$S_{ном}$, кВА	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{тр}$, кВт	
90	144	160	0,52	2,61	2,63	250	0,72	3,66	1,93	0,70
90	225	250	0,74	3,7	3,74	400	1,12	6,08	3,04	0,69
90	360	400	0,95	5,9	5,73	630	1,75	8,64	4,57	1,16
90	567	630	1,31	8,87	8,49	1000	2,45	11	5,99	2,51
90	900	1000	2,45	12,2	12,33	2500	4,1	23,5	7,15	5,19
90	2250	2500	4,1	23,5	23,14	4000	5,6	33,5	16,20	6,94
90	3600	4000	5,6	33,5	32,74	6300	8	46,5	23,18	9,55

Таблица 4. Расчет снижения потерь при замене недогруженных трансформаторов

Загрузка трансформатора, %	Нагрузка КТПН $S_{нагр}$, кВА	Параметры существующего трансформатора				Параметры предлагаемого трансформатора				Снижение потерь мощности в тр-ре $\Delta P_{пот}$, кВт
		$S_{ном}$, кВА	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{тр}$, кВт	$S_{ном}$, кВА	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{тр}$, кВт	
15	24	160	0,52	2,61	0,58	100	0,31	1,97	0,42	0,16
15	37,5	250	0,74	3,7	0,82	160	0,52	2,61	0,66	0,16
15	60	400	0,95	5,9	1,08	250	0,74	3,7	0,95	0,13
15	94,5	630	1,31	8,87	1,51	400	0,95	5,9	1,28	0,23
15	150	1000	2,45	12,2	2,72	630	1,31	8,87	1,81	0,91
15	375	2500	4,1	23,5	4,63	1000	2,45	12,2	4,17	0,46
15	600	4000	5,6	33,5	6,35	2500	4,1	23,5	5,45	0,90

Замена недогруженных и перегруженных трансформаторов 6/0,4кВ 1% от общего количества (1615шт.) – итого 15шт.в год.

В том числе:

1000кВА – 2шт.

630кВА -5шт.

400кВА – 4шт.

250кВА – 2шт.

63-100-160кВА – 2шт.

*Объекты уточняются ежемесячно в зависимости от текущей нагрузки.

Стоимость замены КТПН 6/0,4 кВ состоит из пусконаладочных и электромонтажных работ. Данные работы рассчитаны для КТПН-6/0,4 кВ 1000-630 кВА и КТПН-6/0,4кВ 400-250 кВА. Стоимость замены для КТПН-6/0,4кВ с трансформатором мощностью ниже 250 кВА рассчитывается, как замена КТПН с трансформатором мощностью 250 кВА.

Согласно локально-сметному расчету стоимость электромонтажных работ по замене КТПН-6/0,4кВ 1000-630 составляет 181,403 тыс.руб. и КТПН-6/0,4кВ 400-250 - 137,39 тыс.руб. соответственно. Стоимость пусконаладочных работ по замене КТПН-6/0,4кВ 1000-630 составляет 356,277 тыс.руб. и КТПН-6/0,4кВ 400-250 - 240,554 тыс.руб.

Таблица 5. Стоимость замены КТПН-6/0,4 кВ

Мощность тр-ра, кВА	Стоимость пусконаладочных работ, тыс.руб.	Стоимость электромонтажных работ, тыс.руб.	Количество трансформаторов, шт.	Стоимость общая, тыс.руб.
1000	356,277	181,403	2	1075,36
630	356,277	181,403	5	2688,4
400	240,554	137,39	4	1511,776
250	240,554	137,39	2	755,888
63-100-160	240,554	137,39	2	755,88
Итого, тыс.руб.				6787,312

Снижение потерь суммарно составляет 29,7 кВт, что в денежном эквиваленте составляет примерно 170 руб. Несмотря на очень небольшой эффект, следует учитывать, что данные мероприятия повышают надежность и позволяют сократить число аварийных отключений, что в свою очередь ведет к стабильной работе фонда добычи нефти.

5.1.6 - Модернизация систем освещения (светодиодные светильники)

Замена осветительных устройств на светодиодные. Выполнение мероприятий позволит снизить затраты электрической энергии на собственные нужды в период с 2021 по 2025г.г на 704,7 т.кВт*час (расчет произведен с учетом накопительного эффекта) и принесет экономическую выгоду 4221,153 т.руб. Финансирование мероприятий по замене осветительных устройств на светодиодные в период с 2021 по 2025г.г. осуществляется за счет собственных средств.

Методика расчета

Общее количество осветительных устройств на объектах, участвующих в передаче электроэнергии, составляет 4222 шт. В расчетах применялось число часов работы освещения РУ 2 часа в сутки, 365 дней в году, число часов работы наружного освещения 10 часов и 365 дней в году (Таблица 5).

Таблица 6. Потребление и экономия электроэнергии в год.

Объекты:	Общее кол-во	Тип лампы	Средняя мощность ламп	2021				2022				2023				2024				2025									
				Кол-во план,шт	% план	Потребление ЭЭ в год, тыс.кВт*ч	Затраты, т.руб	Кол-во план,шт	% план	Потребление ЭЭ в год, тыс.кВт*ч	Затраты, т.руб	Кол-во план,шт	% план	Потребление ЭЭ в год, тыс.кВт*ч	Затраты, т.руб	Кол-во план,шт	% план	Потребление ЭЭ в год, тыс.кВт*ч	Затраты, т.руб	Кол-во план,шт	% план	Потребление ЭЭ в год, тыс.кВт*ч	Затраты, т.руб						
ЦЭС-1-6, ЦЭС-3, БРОЭ	4222	ЛН	0,1	222	5%	6,5		222	5%	6,5		222	5%	6,5		222	5%	6,5		222	5%	6,5							
				583	14%	6,4		583	14%	6,4		583	14%	6,4		583	14%	6,4		583	14%	6,4							
				3087	73%	27,0	523,7	3087	73%	27,0	318	3087	73%	27,0	279	3087	73%	27,0	262	3087	73%	27,0	270	182					
				145	3%	43,5		190	5%	57,0		231	5%	69,3		270	6%	69,3		297	7%	89,1		297	7%	89,1			
Потребление в год, тыс.кВт*ч					222,0					168,0					118,8					118,8					192,9				
					305,4					264,9					228,0					192,9					192,9				
Экономия ЭЭ в год, тыс.кВт*ч					67,5					40,5					36,9					35,1					34,3				

Для выполнения данной программы предлагается:

- в 2022 году предлагается приобрести 45 шт светодиодных прожекторов, аналогов светильников РКУ с лампами ДРЛ (ДНаТ) для замены в ЦЭС-1 (ПС-101, ПС-102, ПС-103, ПС-104, ПС-129, ПС-130), ЦЭС-2 (ПС-202, ПС Григорьевская, ЦЭС-3 (ПС-302, ПС-303), ЦЭС-4 (ОП Ломовое), ЦЭС-6 (ПС-603, ПС-604, ПС-605, ПС-606);
- в 2023 году предлагается приобрести 41 шт светодиодных прожекторов, аналогов светильников РКУ с лампами ДРЛ (ДНаТ) для замены в ЦЭС-1 (ПС-106, ПС-107, ПС-108, ПС-109, ПС-110), ЦЭС-2 (ПС-206, ПС-208, БРУ-6кВ №6, база ЦЭС-2), ЦЭС-3 (ПС-303, ПС-304, ПС-305), ЦЭС-6 (ПС-608, ПС-609, ПС-610, ПС-611);
- в 2024 году предлагается приобрести 39 шт светодиодных прожекторов, аналогов светильников РКУ с лампами ДРЛ (ДНаТ) для замены в ЦЭС-2 (ПС-204, ПС Григорьевская), ЦЭС-3 (ПС-306, ПС-307, ПС-308), ЦЭС-6 (АБК).
- в 2025 году предлагается приобрести 27 шт светодиодных прожекторов аналогов светильников РКУ с лампами ДРЛ (ДНаТ) для замены в ЦЭС-1 (ПС-111, ПС-112, ПС-113, ПС-114), ЦЭС-3 (АБК, РУ-1), ЦЭС-6 (АБК).

5.4 Мероприятия, не попадающие под п.5.1-5.3

5.4.1 Автоматизация системы обогрева на масляных выключателях 35-110 кВ.

В 2020 году на обслуживании ООО «Энергонефть Томск» находится 96 масляных выключателей 35 кВ и 38 выключателей 110 кВ. Включение и отключение системы обогрева производится в ручном режиме, при понижении температуры окружающей среды до температуры +5°C. При ручном включении системы обогрева продолжительность включенного обогрева составляет примерно 250 дней. Исходя из погодного графика и паспортных требований по обогреву выключателей, при расчетной температуре включения обогрева -15°C (по паспорту до -20°C), при автоматическом режиме продолжительность включенного обогрева, составит около 150 дней в год.

На 2026 год запланированы мероприятия по автоматизации системы обогрева на следующих объектах: ПС 104 35/6кВ С-35 3шт., ПС 105 35/6кВ С-35 1шт. и ВМ-35 1шт., ПС 106 35/6кВ С-35 3шт., ПС 107 35/6кВ С-35 3шт., ПС 108 35/6кВ С-35 3шт., ПС 112 35/6кВ С-35М-630-10 А У1 3шт., ПС 113 35/6кВ С-35 2шт., ПС 114 35/6кВ С-35 3шт., ПС 115 35/6кВ С-35 3шт., ПС 130 35/6кВ С-35 2шт., ПС 125 35/6кВ С-35 2шт., ПС 127 35/6кВ С-35 3шт., ПС 128 35/6кВ С-35 5шт., ПС Двуреченская 110кВ ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 10шт.

Методика расчета

Установленная мощность на обогрев выключателей определяется по паспортным данным. У выключателей типа С-35 она составляет 2,8 кВт, а у выключателей типа ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 составляет 3,8 кВт соответственно. Итого получаем для одного выключателя С-35 и ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1:

$$\Delta W = W \cdot 24 \cdot t_{250} - W \cdot 24 \cdot t_{150}$$

где

W - установленная мощность обогрева выключателя, кВт

t – время работы, сутки

Результаты расчета снижения потребления при автоматизации системы обогрева масляных выключателей представлены в таблице 3.

Таблица 7. Результаты расчета снижения потребления

Номинальное напряжение выключателя, кВ	Потребление при ручном режиме, тыс.кВт·сутки	Потребление при автоматическом режиме, тыс.кВт·сутки	Экономия, тыс.кВт	Экономия, тыс.руб
35	16,8	10,08	6,72	40,25
110	22,8	13,68	9,12	54,63

Так как все подстанции оснащены автоматическим обогревом КРУН, который работает в связке с температурным датчиком наружного воздуха и контроллером, то приобретать новые не имеет смысла. Автоматический обогрев выключателей можно осуществить через них. Для реализации необходимо приобрести кабель управления. Работы будут выполняться сотрудниками ООО «Энергонефть Томск».

Заключение.

Применение автоматизации в системе обогрева высоковольтных выключателей 35 кВ и 110кВ, приводит к значительному сокращению потребления электроэнергии на собственные нужды подстанций,

Суммарная экономия средств составит для 37 выключателей типа С-35 и 10 выключателей типа ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 может составляет:

- С-35 – 1489,25 тыс.руб (248,64 тыс.кВт)
- ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 – 546,3 тыс.руб (91,2 тыс.кВт)

Исполнитель:

Начальник участка ЭЭА ЦВИИД

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'И.В. Кулаков', written in a cursive style.

И.В. Кулаков